

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И МИНИМАЛЬНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ВОКРУГ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В статистической модели пласта, процесса фильтрации и вытеснения нефти водой исследована зависимость остаточной нефтенасыщенности от скорости фильтрации. Установлена ее немонотонная зависимость и сделаны оценки оптимальной скорости фильтрации для минимальной остаточной нефтенасыщенности. Численным моделированием построены поля остаточной нефтенасыщенности вокруг нагнетательной скважины. Установлена их немонотонная зависимость от расстояния до скважины, что необходимо учитывать при проектировании систем поддержки пластового давления.

Повышение нефтеотдачи разрабатываемых пластов является очень важной задачей. При существующей технологии объем извлекаемой нефти оценивается 30-50% [1, 2], т. е. 50-70% ее остается захороненной в пластах, затопленных водой, вытесняющей нефть в процессе ее добычи. Лабораторные опыты [3] показывают, что в образцах, примерно однородных по проницаемости, при вытеснении водой остается примерно 20-30 % нефти. Эта нефть содержится в уже не связанных между собой порах, окруженных порами, заполненными водой. Установлено, что основное влияние на нефтеотдачу оказывает неоднородность нефтяного пласта по проницаемости [2], если представить нефтяной коллектор как систему пор (малых объемов), соединенных щелями, сечения которых в сотни и тысячи раз меньше сечения пор. При оценке извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти необходимо знать коэффициент вытеснения нефти водой, который зависит от проницаемости, структуры пористой среды, физико-химических свойств пластовой нефти и вытесняющей жидкости. Имеются обобщающие данные существования оптимальной скорости для максимального коэффициента вытеснения нефти водой, полученные по лабораторным исследованиям продуктивных пластов месторождений [4-6]. С увеличением темпа заводнения до оптимального фазовая проницаемость для нефти увеличивается, с превышением оптимального темпа снижается. При скорости движения жидкостей, отличающейся от оптимальной, коэффициент вытеснения нефти снижается, остаточная нефтенасыщенность возрастает. При радиальном движении воды от нагнетательных скважин скорость фильтрации и вытеснения нефти водой уменьшается. Поэтому поле остаточной нефтенасыщенности вокруг нагнетательных скважин будет немонотонным и будет возникать область максимального вытеснения нефти.

В настоящей статье рассмотрена статистическая модель возникновения зависимости коэффициента вытеснения нефти от скорости заводнения, сделаны оценки оптимальной скорости фильтрации, необходимой для получения минимальной остаточной нефтенасыщенности. Проведено моделирование полей остаточной нефтенасыщенности вокруг нагнетательных скважин.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой с помощью одномерной модели (плоская, радиальная или сферическая фильтрация). Для наглядности считаем, что вектор градиента давления направлен вдоль оси ox . Порода состоит из прочных зерен (песок) и пустот, имеющих различную форму и размер. Поры, соединенные между собой, заполнены жидкостью (нефтью, водой) и более или менее равномерно распределены в элементе породы. Размер частиц и поровых каналов r изменяется в широких пределах [7] и в первом приближении может быть описан функцией распределения Саттарова [7]

$$f(r) = \frac{2}{\sqrt{\pi}\Delta r} e^{-\frac{r-\bar{r}}{\Delta r}} \sqrt{\frac{r-\bar{r}}{\Delta r}}, \quad (1)$$

где Δr – определяет дисперсию, \bar{r} – среднее значение размера порового канала по порядку величины, равно $\sqrt{k/m}$, здесь k – проницаемость, m – пористость.

Процесс изотермической фильтрации однофазной двухкомпонентной смеси, описывающей вытеснение несмешивающихся жидкостей, рассмотрен в большом количестве работ (см. например, [7-9]) и получены аналитические и численные решения для процесса вытеснения нефти водой с учетом капиллярной пропитки. Решение для нефтенасыщенности S имеет вид стационарной волны (переходной зоны), движущейся с постоянной скоростью V_0 , равной скорости фильтрации жидкостей, в которой насыщенность по нефти уменьшается от началь-

ной до остаточной и которая может быть аппроксимирована выражением

$$S = S_{HO} + \frac{S_C - S_{HO}}{1 + \exp(-(S_C - S_{HO})(x - V_0 t)/d)}, \quad (2)$$

где $S_{HO}(V_0)$ – остаточная нефтенасыщенность, которая определяется скоростью фильтрации V_0 , S_C – начальная нефтенасыщенность, d – толщина переходной зоны (смесь воды и нефти).

Покажем, что $S_{HO}(V_0)$ является немонотонной функцией от скорости фильтрации, задаваемой градиентом давления в приближении закона Дарси, $V_0 = -kf_i \Delta p / L\mu$, где Δp перепад давления, L – характерный размер области течения, μ – динамическая вязкость, f_i – относительная фазовая проницаемость, т. е. существует оптимальная скорость фильтрации V_0^* , когда остаточная нефтенасыщенность минимальна $S_{HO}(V_0^*) = \min$.

При малых скоростях фильтрации остаточная нефтенасыщенность определяется объемом поровых каналов, в которых нефть под действием капиллярных сил остается неподвижной, т. е. в них капиллярные давления порядка $p_k = \alpha \cos \theta / r$, здесь α – межфазное натяжение, θ – статический угол смачивания, r – средний линейный размер пор, превышают приложенные давления $p_k \geq \Delta p$. Тогда поровые каналы, которые содержат неподвижную нефть, имеют размеры в интервале [7, 9]

$$r_0 \leq r \leq r_p = \alpha \cos \theta / \Delta p = |\alpha \cos \theta k_{fi} / \mu L V_0| = C_1 / V_0, \quad (3)$$

где r_0 – минимальный радиус пор, $r_p(V_0)$ – максимальный радиус пор с неподвижной нефтью при данной скорости фильтрации, $C_1 = \text{const}$. Как видно из этого выражения с уменьшением скорости фильтрации размер поровых каналов с остаточной неподвижной нефтью растет, т. е. во все более больших поровых каналах фильтрация нефти не происходит. Фактически это означает, что эффективная площадь пор поперечного сечения, в которой происходит фильтрация нефти, становится меньше просветности (отношения суммарной площади сечения пор к площади всей площадки), равной пористости m [7-9].

С помощью формулы (1) можно определить величину коэффициента остаточной нефтенасыщенности, который будет равен отношению суммарного сечения поровых каналов, в которых благодаря капиллярным силам движение нефти не происходит и имеющих размеры в интервале $r_0 \leq r \leq r_p(V_0)$, к единице площади поперечного сечения S

$$S_{HO} = \frac{1}{S} \int_{r_0}^{r_p} \pi r^2 f(r) dr = \frac{2}{S \sqrt{\pi \Delta r}} \int_{r_0}^{r_p} \pi r^2 e^{-\frac{r-\bar{r}}{\Delta r}} \sqrt{\frac{r-\bar{r}}{\Delta r}} \sqrt{k/mdr}. \quad (3)$$

Вычислив интеграл (3), получим зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от скорости фильтрации

$$S_{HO} \approx 2 \frac{\sqrt{\pi}}{S \Delta r} \beta r_0^2 \left\{ \left[\text{erf} \left(\sqrt{\frac{C_1 / V_0 - \bar{r}}{\Delta r}} \right) - \text{erf} \left(\sqrt{\frac{\bar{r} - r_0}{\Delta r}} \right) \right] - \frac{2}{\pi} \left[\exp \left(-\frac{C_1 / V_0 - \bar{r}}{\Delta r} \right) \sqrt{\frac{C_1 / V_0 - \bar{r}}{\Delta r}} - \exp \left(\frac{\bar{r} - r_0}{\Delta r} \right) \sqrt{\frac{\bar{r} - r_0}{\Delta r}} \right] \right\}. \quad (4)$$

где $\text{erf}(z)$ – интеграл вероятности, $1 = \beta = 3$. Из формулы (4) следует оценка $S_{HO} \propto \ln(C_2 / V_0)$, $C_2 = \text{const}$. Проведем сравнение полученных результатов с экспериментальными данными [6]. При уменьшении скорости фильтрации в 2 раза остаточная нефтенасыщенность увеличится в $S_{HO2} / S_{HO1} \propto \ln(2B / V_{01}) / \ln(B / V_{01}) \approx 1,2$, что хорошо коррелирует с экспериментальным значением [6] 1,22.

Таким образом, одной из причин возрастания остаточной нефтенасыщенности при уменьшении скорости фильтрации может быть уменьшение эффективного сечения пласта, в котором происходит вытеснение нефти водой, вследствие увеличения количества поровых каналов, содержащих неподвижную нефть, удерживаемую капиллярным эффектом.

С увеличением приложенных давлений и скорости фильтрации все большее число поровых каналов начинает участвовать в вытеснении нефти, т. е. эффективное сечение пласта, в котором происходит вытеснение нефти водой, возрастает. Поэтому остаточная нефтенасыщенность будет снижаться.

Однако дальнейшее возрастание скорости фильтрации приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Это связано, во-первых, с возникновением нового эффекта – неустойчивости движения фронта вытеснения нефти водой при скоростях фильтрации [8, 9]

$$V_0^* > \Delta \rho g / (\mu_2 / k_1 - \mu_1 / k_2). \quad (5)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей воды и нефти, k_1, k_2 – относительные фазовые проницаемости воды и нефти соответственно, μ_1, μ_2 – вязкости воды и нефти соответственно.

При этом на фронте вытеснения возникают языки прорыва воды и соответственно обратные языки неподвижной нефти, которые остаются за фронтом вытеснения и увеличивают остаточную нефтенасыщенность. Во-вторых, с тем, что переходная зона расширяется

[8] $d \propto V_0$. В-третьих, изменяется относительная фазовая проницаемость [7-9], зависящая от насыщенности.

Формально увеличение остаточной нефтенасыщенности можно опять описать с помощью выражения вида (3) для вычисления объема пор не участвующих в процессе фильтрации и вытеснения нефти.

$$S_{HO} = \frac{1}{S} \int_{r_0}^{r_1} \pi r^2 f(r) l^2 k_N dr, \quad (6)$$

где r_1 – максимальный размер поровых каналов, $k_N(V_0)$ – количество языков нефти на единицу площади, $l(V_0)$ – средний размер поперечного сечения языка нефти. Анализ развития неустойчивостей методом Ляпунова [8, 9] показал, что размер (длина волны) неустойчивостей с увеличением скорости фильтрации уменьшается, вследствие чего количество языков неустойчивости и их размер возрастают. Точное решение задачи очень сложно, но зависимость (6) должна быть также логарифмически слабой $S_{HO} \propto \ln(V_0/C_3)$, $C_3 = \text{const}$, также адекватно описывающей экспериментальные данные [6]. Поэтому, как следует из этого выражения, остаточная нефтенасыщенность будет возрастать, когда скорость фильтрации превысит критическое значение, определяемое формулой (5). Можно сделать вывод, что существует оптимальная скорость фильтрации при вытеснении нефти водой порядка $V_0^* \leq \Delta \rho g / (\mu_2 / k_1 - \mu_1 / k_2)$, когда будет минимальная остаточная нефтенасыщенность в пласте. Следовательно, зависимость остаточной нефтенасыщенности в пласте от скорости фильтрации можно записать в виде

$$S_{HO} \approx S_{HO}^* f_1(V), \quad f_1(V) = \begin{cases} 1 + \ln(V_0^*/V), & V < V_0^*, \\ 1 + \ln(V/V_0^*), & V > V_0^*, \end{cases} \quad (7)$$

Таким образом, капиллярные процессы и неустойчивость фронта вытеснения нефти водой являются важными элементами немонотонной зависимости остаточной нефтенасыщенности от скорости фильтрации. Вместе с тем известно, что интенсивность и направление действия капиллярных сил зависят от всего многообразия физических и физико-химических свойств пластовых систем, пород, пластовых жидкостей и от гидродинамических условий вытеснения. Поэтому изучение и оптимизация процессов вытеснения нефти водой совместно с капиллярными процессами и капиллярными характеристиками пластовой системы это один из путей, позволяющий комплексно исследовать и самосогласованно учитывать влияние на

нефтеотдачу как условий вытеснения, так и свойств пластовых жидкостей и пород. Однако для объяснения всего многообразия явлений, происходящих в пористой среде, необходимо комплексное изучение всех факторов, одновременно влияющих на нефтеотдачу и капиллярные процессы фильтрации.

Покажем, что вследствие скоростной немонотонности вытеснения нефти водой вокруг нагнетательных скважин возникают немонотонные поля остаточной нефтенасыщенности, т. е. пласт промывается от нефти неравномерно. Рассмотрим работу нагнетательной скважины в пласте толщиной h с непроницаемыми кровлей и подошвой. При постоянном дебите на скважине Q скорость фильтрации в пласте вокруг скважины будет уменьшаться с расстоянием R от скважины по закону $V = Q / 2\pi R h m$. Поэтому оптимальная скорость вытеснения нефти водой будет только на определенном расстоянии от скважины $R^* = Q / 2\pi V_0^* h m$. Вследствие этого остаточная нефтенасыщенность в пласте будет немонотонной функцией от расстояния до скважины, как показано на рис. 1.

Если рассмотреть поле остаточной нефтенасыщенности между нагнетательной и добывающей скважинами, то оно будет неоднородным по двум координатам, например, полярным $r, \varphi, S_{HO}(r, \varphi)$, поскольку поле скоростей фильтрации между нагнетательной и добывающей скважинами также является неоднородным [8] $V(r, \varphi)$.

Используя поле скоростей фильтрации [8] $V(r, \varphi)$, можно построить поле остаточной нефтенасыщенности вокруг нагнетательной и добывающей скважин. Изменение остаточной нефтенасыщенности на линии, соединяющей

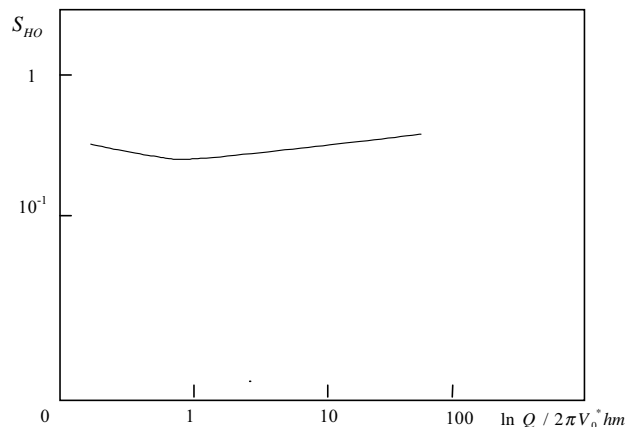


Рисунок 1. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от расстояния до скважины.

нагнетательную и добывающую скважины, показано на рис. 2.

Таким образом, зависимость вытеснения нефти водой от скорости фильтрации приводит к изменению остаточной нефтенасыщенности в галереях добывающих и нагнетательных скважин. Как видно, эффективность вытеснения зависит от режима работы нагнетательных скважин. Оптимальные скорости вытеснения могут быть получены в опытах на малых образцах. Очевидна и необходимость экономического анализа. Указанные исследования нужно осуществить для принятия проекта эксплуатации месторождения.

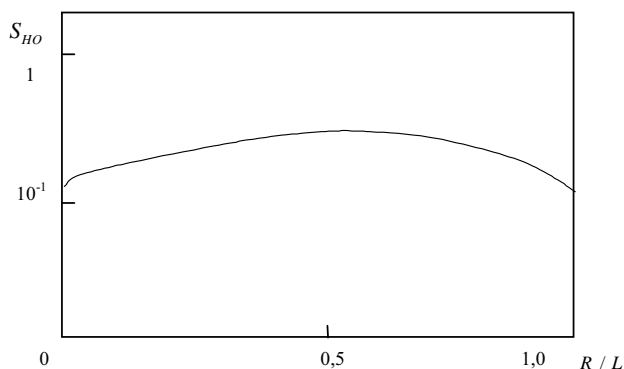


Рисунок 2. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами.

Список использованной литературы:

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М: Недра, 1985.
3. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М. – Л.: Гостехиздат, 1953.
4. Пантелеев В.Г., Давлятов Ф.Д., Баратынский М.Х. Коэффициент вытеснения нефти, остаточная нефтенасыщенность, фазовые проницаемости для нефти и воды при различных темпах заводнения каронатных коллекторов. // Сб. трудов БашНИПИнефти. Уфа. 1999. вып. 97. с. 81-91.
5. Пантелеев В.Г., Родионов В.П. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от скорости движения жидкостей в поровом пространстве. Нефтяное хозяйство. 2001. №11. с. 22.
6. Пантелеев В.Г., Родионов В.П. Показатели вытеснения нефти из песчаников нижнего карбона при различных скоростях движения воды в поровом пространстве. Нефтепромышленное дело. 2002. №12. с. 14.
7. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971.
8. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.: Гостоптехиздат, 1949.
9. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972.